

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»



**БОЛОТНИЙ МИКОЛА ПЕТРОВИЧ**

УДК 621.311

**УДОСКОНАЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ  
ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ  
РИЗИКУ ПОРУШЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ  
В ПІДСИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи

Автореферат  
дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Київ - 2019

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана на кафедрі відновлюваних джерел енергії у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» Міністерства освіти і науки України.

**Науковий керівник:** кандидат технічних наук, доцент  
**Бардик Євген Іванович,**  
Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,  
доцент кафедри відновлюваних джерел енергії

**Офіційні опоненти:** доктор технічних наук, професор  
**Лежнюк Петро Дем'янович**  
Вінницький національний технічний університет МОН України,  
завідувач кафедри електричних станцій та систем

кандидат технічних наук, старший науковий співробітник  
**Сабарно Людмила Ростиславівна**  
Інститут електродинаміки НАН України,  
старший науковий співробітник відділу  
оптимізації систем електропостачання.

Захист відбудеться «09» грудня 2019 р. о 14<sup>30</sup> годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 26.002.06 у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за адресою: 03056, м. Київ, просп. Перемоги, 37, корп. 20, ауд. 3.

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за адресою: 03056, м. Київ, просп. Перемоги, 37.

Автореферат розісланий « 1 » листопада 2019 р.

Учений секретар  
спеціалізованої вченої ради



В. О. Шостак

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** В сучасних умовах функціонування енергетики України існують завдання, що потребують першочергового вирішення. Однією з найважливіших задач електроенергетики є прогнозування відмови елементів важливих енергетичних об'єктів з подальшим виникненням аварійних ситуацій.

Відмови елементів енергосистеми, зокрема силових трансформаторів (СТ), можуть призвести до зупинки значної частини електричних станцій, наслідком чого буде порушено живлення істотної частки споживачів. Відновлення їх електропостачання вимагатиме значного часу. Тому вирішення цих актуальних задач вимагає створення комплексного підходу до моделювання режимів стохастичного процесу відмов СТ підсистем електроенергетичних систем (ЕЕС).

Проблемі дослідження оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС присвячено велику кількість публікацій як вітчизняних так і закордонних наукових шкіл, зокрема Стогній Б.С., Воропай М.І., Скопинцев В.А., Костерев М.В., Гук Ю.Б., Лежнюк П.Д., Китушин В.Г., Billinton R., El-Kady M.A. та ін. Добре відомі роботи в області вдосконалення методів діагностування та управління технічним станом електрообладнання авторів: В.В. Соколова, А.Н. Назарычева, Г.В. Попова, Ю.Н. Львова, И.В. Давиденко, А.П. Долина, В.Г. Гольдштейна, В.П. Вдовико, В.П. Васи́на, В.М. Левина, Є.І. Бардика, Л.Р. Сабарно та ін.

Тому важливою для енергетики проблемою є розвиток і вдосконалення методів аналізу ризику відмови СТ та ризику порушення нормального режиму в ЕЕС в цілому, їх математичного моделювання та дослідження з метою розробки рекомендацій по підвищенню ефективності й надійності функціонування ЕЕС.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами та темами.** Дисертація виконана на кафедрі відновлюваних джерел енергії Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» у відповідності з планами наукових досліджень, а саме, держбюджетними науково-дослідними роботами за темами: «Моделі прогнозування залишкового ресурсу і оцінки ризику пошкоджень електрообладнання електростанцій в умовах нечіткої інформації при збуреннях в електроенергетичній системі» (№ державної реєстрації 0109U001871); «Розробка методів оцінки стану підсистем ЕЕС при наявності зношеного електрообладнання та нечіткої інформації» (№ державної реєстрації 0111U003239); «Розробка математичного забезпечення для аналізу ризику експлуатації підсистем ЕЕС з атомними електростанціями» (№ державної реєстрації 0113U004004), де здобувач був виконавцем окремих розділів.

**Мета і завдання дослідження.** Мета дисертаційної роботи полягає в розробці і удосконаленні методів і математичних моделей силових трансформаторів для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації в умовах невизначеності вихідної інформації.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі**:

1. Удосконалення математичної моделі силового трансформатора для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів (ХАРГ).
2. Вдосконалення методу імовірісно-статистичного моделювання ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації СТ.
3. Удосконалення математичної моделі СТ для оцінки ризику відмови за наявності

дефекту обмоток та за умови короткого замикання в зовнішній електричній мережі.

4. Розробка метода прийняття рішень для визначення пріоритету виведення з експлуатації СТ.

5. Розробка програмного забезпечення для оцінки технічного стану, ризику відмови СТ та формування превентивних рішень щодо зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації СТ.

*Об'єктом дослідження* є процеси в підсистемах ЕЕС з силовими масляними трансформаторами.

*Предметом дослідження* є методи і математичні моделі для оцінки технічного стану, ризику відмови СТ та ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації СТ.

**Методи дослідження.** Вирішення поставлених задач базується на застосуванні: теорії нечітких множин, математичного моделювання для визначення ризику відмови СТ за наявності дефекту та за умови збурення в зовнішній електричній мережі; теорії математичної статистики для обробки статистичної інформації про відмови СТ ЕЕС; теорії ймовірностей та імітаційного моделювання режиму роботи ЕЕС для визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Основними результатами, що характеризують наукову новизну, є наступні:

1. Удосконалено математичну модель оцінки технічного стану силового трансформатора, що на відміну від існуючих ґрунтується на обробці діагностичної інформації шляхом використання теорії нечітких множин та дозволяє за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів в трансформаторному маслі ідентифікувати дефекти без виведення з експлуатації.

2. Удосконалено математичну модель оцінки ризику відмови силового трансформатора, що на відміну від існуючих дозволяє на основі врахування технічного стану підвищити достовірність визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при збуреннях в зовнішній електричній мережі.

3. Розроблено комплексний підхід для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів, який на відміну від існуючих ґрунтується на оцінці ризику відмови силового трансформатора та імовірнісно-статистичному моделюванні режимів електроенергетичних систем в умовах невизначеності інформації та дозволяє підвищити достовірність визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС.

4. Запропоновано метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів, який на відміну від існуючих враховує технічний стан, рівень надійності силового трансформатора електроенергетичних систем, що дозволяє сформулювати превентивні рішення щодо зниження ризику порушення нормального режиму при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

**Практичне значення одержаних результатів.** На основі розробленого математичного забезпечення створені програмні комплекси та проведено дослідно-промислові розрахунки визначення кількісних показників ризику порушення

нормального режиму в підсистемах ЕЕС, що містять потужні підприємства-споживачі та електростанції з системою власних потреб, які підтвердили адекватність розроблених математичних моделей відмов і правильність прийнятих рішень.

Результати роботи прийняті для впровадження у:

–ТОВ УК «Метрополія». Виконано модельно-експериментальні розрахунки показників ризику порушення нормального режиму при відмовах силових трансформаторів. На основі одержаних результатів сформовано рекомендації щодо підвищення функціональної надійності ЕЕС з АЕС.

– ВАТ «Київхімволокно». В рамках спільної науково-технічної діяльності проведено ретроспективний аналіз параметрів режиму експлуатації силових трансформаторів. Проведено комплексні розрахунки для оцінки технічного стану СТ та ризику відмови за наявності дефекту. Сформовані практичні рекомендації щодо терміну виводу в ремонт СТ.

Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

**Особистий внесок здобувача.** Всі результати, які складають основний зміст дисертаційної роботи, отримані автором самостійно. У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать формалізація поставлених завдань, розробка математичних моделей і методу, їх реалізація і тестування в програмно-обчислювальних комплексах, аналіз та узагальнення результатів, а саме: [1] – розробка нечіткої бази знань моделей ідентифікації дефектів в СТ із застосуванням результатів ХАРГ; [2] – розробка нечіткої бази знань математичної моделі СТ для оцінки ризику відмови за наявності дефекту та за умови короткого замикання в зовнішній електричній мережі; [3] – моделювання та визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС з урахуванням статистики аварійних відключень і оцінок технічного стану СТ; [4,9] – розробка алгоритму і моделювання режимів ЕЕС для оцінки ризику відмови СТ за наявності дефекту та короткому замиканні в електричній мережі; [5,6] – вибір і обґрунтування методу параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності нечіткої моделі оцінки технічного стану СТ; [7] – аналіз критеріїв ефективності управління експлуатацією СТ ЕЕС та оптимізаційних моделей ТОiP; [8] – вибір методу та розробка алгоритму визначення послідовності виведення з експлуатації СТ на основі аналізу оцінки технічного стану.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення та результати роботи доповідались та обговорювались на міжнародних та всеукраїнських конференціях, наукових та науково-технічних семінарах, зокрема: міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика XXI століття» (АР Крим, смт. Миколаївка, 2011 р.); міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2016 р., 2018 р.); міжнародній конференції «IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering» (UKRCON) (м. Київ, 2017 р.).

**Публікації.** За результатами досліджень опубліковано 14 наукових праць, у тому числі: 9 статей у наукових фахових виданнях України (з них 4 статті у виданнях України, які включено до міжнародних наукометричних баз); 5 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

**Обсяг та структура дисертаційної роботи.** Дисертаційна робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел (180 найменувань) і додатків. Основний зміст викладений на 165 сторінках друкованого тексту, містить 25 таблиць, 31 рисунок. Загальний обсяг дисертації – 261 сторінки.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтована актуальність теми дисертації, сформульовані мета та задачі дисертації, визначено об'єкт та предмет дослідження, вказано методи дослідження, наукову новизну і практичну цінність отриманих результатів, наведено відомості про апробацію отриманих результатів, зв'язок роботи з науковими програмами, планами та темами, вказано особистий внесок здобувача та публікації основних результатів дисертації.

У **першому розділі** виконано поглиблений статистичний аналіз пошкоджуваності, причин та закономірностей розвитку дефектів СТ електростанцій, електричних мереж ЕЕС. Встановлено, що збільшення частки СТ, що відпрацювало свій нормативний ресурс, погіршення метеорологічних умов і низка інших факторів призводять до збільшення кількості відмов СТ, що сприяє підвищенню ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах СТ. Тому важливим є визначення СТ ЕЕС, які мають найбільшу ймовірність відмови і тих, відмови яких можуть спричинити каскадний розвиток аварій в ЕЕС (рис.1).

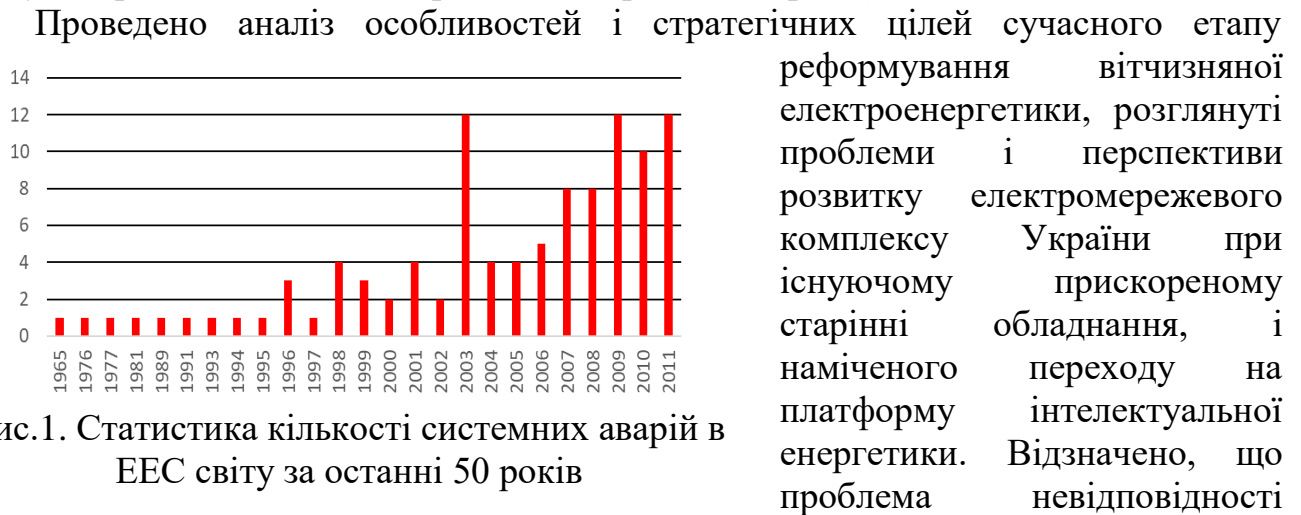


Рис.1. Статистика кількості системних аварій в ЕЕС світу за останні 50 років

рівня розвитку сучасних моніторингових, інформаційно-вимірювальних і управляючих систем можливостям використовуваних методів обробки діагностичної інформації, отримання експертних оцінок і прийняття рішень щодо забезпечення експлуатаційної надійності СТ в даний час не має однозначного вирішення. В цілях пошуку перспективних напрямків вирішення зазначеної проблеми виконаний аналіз методів і моделей ідентифікації технічного стану СТ при управлінні експлуатацією об'єктів електроенергетики. Встановлено, що наразі для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації і управління надійністю СТ та систем електропостачання споживачів електроенергії.

У **другому розділі** проаналізовано існуючі підходи до оцінки режимної надійності ЕЕС. Встановлено, що підхід для оцінки режимної надійності на практиці ґрунтується на використанні критерію N-1, є детерміністичним та не дозволяє отримати кількісної характеристики надійності ЕЕС. Обґрунтовано необхідність використання імовірнісних методів для оцінки режимної надійності ЕЕС. В якості показника режимної надійності ЕЕС при відмовах електрообладнання запропоновано показник ризику, визначення якого передбачає врахування найбільш суттєвих факторів, що впливають на можливість виникнення аварійних ситуацій: випадковість відмов електрообладнання, стохастичний характер режиму підсистем ЕЕС, можливий сценарій розвитку аварійних ситуацій, технічні і економічні наслідки, невизначеність вихідної інформації.

Встановлено, що основними складовими ризику, який використовується для оцінки режимної надійності є відмови електрообладнання, КЗ на ПЛ, режими ЕЕС на момент відмови, які можна визначити шляхом застосування імовірнісних методів та експертних оцінок. Зазвичай вихідна інформація необхідна для формування математичних моделей відмов електрообладнання в задачах оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при відмовах СТ є неоднорідною, і містить дані, що мають як імовірнісну, так і нечітку природу. Це потребує застосування різних підходів щодо формування математичних моделей відмов СТ на основі імовірнісного підходу, експертних оцінок, теорії нечітких множин.

У роботі в залежності від наявного характеру і повноти вихідної інформації застосовано два підходи щодо визначення імовірності відмови СТ на інтервалі часу спостереження. За наявності статистичних даних щодо функціонування даного типу, класу та потужності СТ формуються функції розподілу імовірності відмови СТ  $F(t)$ , яка дає приблизну оцінку імовірності відмови на інтервалі часу спостереження. Визначення імовірності відмови СТ на інтервалі часу спостереження виконується з використанням формули Байеса, з урахуванням працездатності, технічного стану СТ, рівня відновлення ресурса після ремонту на момент спостереження.

У випадку, коли можливо за результатами оцінки технічного стану СТ визначити вид, характер і ступінь розвитку дефекту імовірність його відмови на інтервалі часу спостереження визначається на основі використання лінгвістичних моделей.

Проведений аналіз виконаних досліджень показує, що для забезпечення ефективності вирішення тих чи інших окремих аспектів оцінки режимної надійності ЕЕС і обґрунтування заходів щодо її підвищення необхідно комплексне вирішення проблеми для сучасних ЕЕС з урахуванням специфіки конкретних конфігурацій розподільних електричних мереж, оцінки технічного стану СТ та імовірності його відмови.

Схема статистичного моделювання підсистеми ЕЕС при випадкових відмовах СТ або коротких замиканнях (КЗ) в зовнішній електричній мережі представлена на рис. 2.

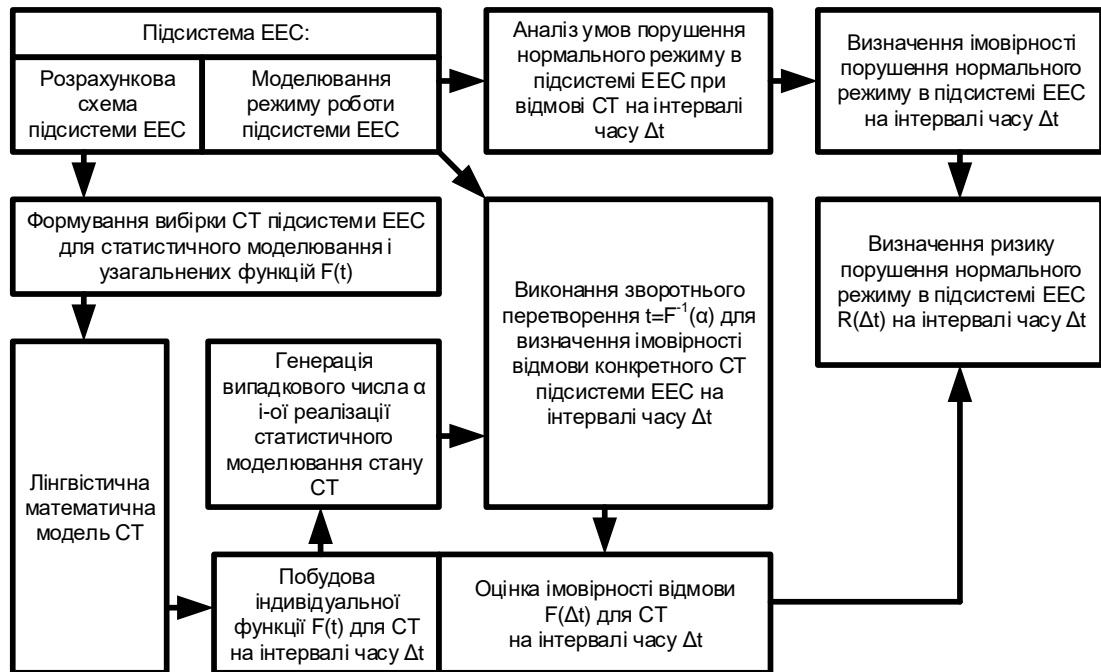


Рис. 2. Структура алгоритму визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС при відмові силових трансформаторів

Для оцінки імовірнісної складової ризику порушення нормального режиму підсистем ЕЕС при виведенні з експлуатації СТ особливістю яких є багатoelementність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання використано метод статистичного моделювання Монте-Карло.

У третьому розділі вирішується задача моделювання технічного стану СТ. Складність задачі оцінки технічного стану і ризику відмов визначається періодичністю виконуваних вимірювань і тим, що не завжди існуючі СТ оснащені відповідними системами моніторингу. Крім того, критеріальні значення параметрів технічного стану, що відділяють один стан СТ від іншого часто отримані на основі обмежених статистичних даних та суб'єктивної інформації ремонтного і експлуатаційного персоналу. Показано, що математичну модель доцільно розробляти із застосуванням підходів на базі сучасних інформаційних технологій з урахуванням досвіду експлуатації та особливостей технологічних процесів ЕЕС.

На основі аналізу існуючих методів і математичних моделей СТ для оцінки технічного стану встановлено, що найбільш ефективним методом без виведення з експлуатації є ХАРГ. Для підвищення достовірності результатів діагностування обґрунтована необхідність застосування апарату нечіткої логіки при формуванні математичної моделі СТ.

Запропоновано структуру удосконаленої математичної моделі СТ для оцінки технічного стану. Визначені терм-множини лінгвістичних змінних концентрацій газів та діагностичні критерії для визначення дефектів по складу газів. Вибрані функції належності лінгвістичних термів для різних контрольованих параметрів з урахуванням експертних оцінок. Функції належності сформовані для наступних вхідних лінгвістичних змінних концентрацій газів: водню, метану, ацетону, етилену, етану, окису вуглецю, діоксиду вуглецю.



Розглянуто питання адаптації лінгвістичних моделей технічного стану СТ до умов реальної експлуатації в підсистемах ЕЕС. Критеріальні значення параметрів, що використовуються в лінгвістичній моделі, є статистично середніми для великого набору експлуатованих СТ. Реальні режими роботи кожного конкретного СТ можуть відрізнятися. Це вимагає адаптації лінгвістичних моделей до реальних умов роботи шляхом налаштування параметрів лінгвістичної моделі.

Налаштування лінгвістичної моделі полягає в знаходженні таких параметрів, які мінімізують відхилення між бажаною і дійсною поведінкою моделі. Лінгвістична модель оцінки технічного стану СТ  $y=f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  представлена у вигляді

$$y=F(X, B, C, W), \quad (1)$$

де  $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)$  – вхідний вектор лінгвістичної моделі;  $B=(b_1, b_2, \dots, b_q)$  – вектор параметрів функцій належності лінгвістичної моделі;  $C=(c_1, c_2, \dots, c_q)$  – вектор параметрів нечітких термів з бази знань лінгвістичної моделі;  $W=(w_1, w_2, \dots, w_n)$  – вектор вагових коефіцієнтів нечітких правил лінгвістичної моделі;  $N$  – загальна кількість нечітких правил в базі знань лінгвістичної моделі;  $q$  – загальна кількість термів лінгвістичної моделі;  $F$  – оператор зв'язку «вхід-вихід» лінгвістичної моделі.

Задача налаштування нечіткої моделі виконується оптимізацією вектора

$$\sqrt{\frac{1}{M} \cdot \sum_{r=1, M} [y^r - F(X^r, B, C, W)]^2} \rightarrow \min. \quad (2)$$

Передбачається, що параметри функцій належності повинні підбиратися таким чином, щоб зберегти лінійну упорядкованість термів. Параметрична ідентифікація оптимальних значень функцій належності (рис.3) та вагових коефіцієнтів правил бази знань була виконана за допомогою запропонованого методу нелінійної оптимізації, який підвищує точність лінгвістичного моделювання оцінки технічного стану СТ.

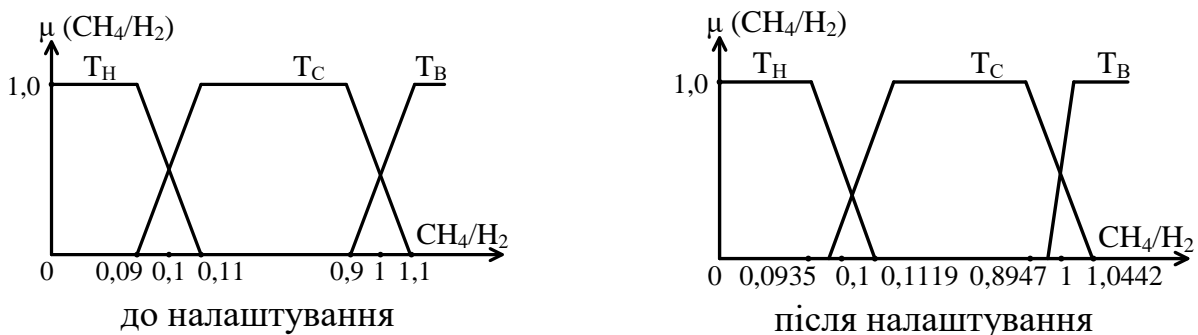


Рис. 3 Функції належності до термів при представленні лінгвістичної змінної  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  до та після налаштування параметрів лінгвістичної моделі СТ

Проведено адаптацію лінгвістичної моделі СТ до реальних умов експлуатації. В табл.1 представлена вибірка для порівняльного аналізу результатів лінгвістичного моделювання оцінки технічного стану парку СТ.

Таблиця 1 – Порівняльний аналіз результатів оцінки технічного стану СТ

Тип трансформатора	ІЕС стандарт 60599	Удосконалена лінгвістична модель СТ
ТДЦГ-10000/110 кВ	Дефект невизначено	Розряди малої потужності. Ступінь належності $\mu(D)=0,6$
ТРДЦН-63000/110 кВ	Термічний дефект $t=300-700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Термічний дефект $t=150-300\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ступінь належності $\mu(D)=0,24$ ; Термічний дефект $t=300-700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ступінь належності $\mu(D)=0,76$
ТДТН-63000/110 кВ	Дефект невизначено	Розряд великої потужності. Ступінь належності $\mu(D)=1,00$
ТДЦ-400000/330 кВ	Дефект невизначено	Розряд великої потужності. Ступінь належності $\mu(D)=0,1$

Запропонована лінгвістична модель ідентифікувала можливі дефекти для всієї вибірки в порівнянні з традиційним методом, який не завжди визначає наявний дефект для СТ, з діагностичною точністю оцінки технічного стану СТ на рівні 97 %.

Представлена нечітка база знань для оцінки технічного стану СТ на основі різних методик інтерпретації результатів ХАРГ, яка адекватно відображає еталонні образи дефектів, що підтверджено порівнянням результатів визначення дефекту СТ по удосконаленій моделі та в умовах реальної експлуатації. Побудована математична модель оцінки технічного СТ для ідентифікації дефекту показала хорошу ефективність у класифікації дефектів після налаштування за рахунок уточнення границь класів дефектів, що формуються критеріальними значеннями функцій належності.

**У четвертому розділі** вирішується задача з розвитку підходів до комплексного моделювання технічного стану СТ і режимів ЕЕС для оцінки ризику відмови СТ і ризику порушення нормального режиму підсистемах ЕЕС.

Розглянута задача оцінки ризику відмови СТ вирішується в два етапи: на першому етапі на основі зафіксованих поточних даних технічного стану і "історії життя" СТ здійснюється ідентифікація виду і місця розташування дефекту; на другому етапі на основі аналізу даних щодо ступеню розвитку і рівня небезпеки виявленого дефекту оцінюється ризик відмови СТ. Встановлено, що найбільш інформативними ознаками для кількісної оцінки ризику відмови СТ, що визначається на основі результатів ХАРГ є рівні концентрації газів  $C_i$ , розчинених в трансформаторному маслі, і зміни відносної швидкості зростання концентрації газів  $V_{Ci}$ .

Запропонована математична модель СТ для визначення ризику відмови за наявності дефекту, що ґрунтується у відповідності із ієрархічною структурною схемою на агрегуванні кількісних даних з усіх рівнів ієрархії, має вигляд:

$$R_{TP} = \{G, M, B\}, \quad (3)$$

де  $G$  – ієрархія впливу змінення параметрів СТ  $C_i$  і  $V_{Ci}$ , та рівнів факторів ризику відмов  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  за рахунок змінення концентрації газів  $C_i$  та відносної швидкості  $V_{Ci}$ ;  $B$  – кількісні або якісні оцінки параметрів  $C_i$  і  $V_{Ci}$ ,  $R_{Ci}$ ,  $R_{V_{Ci}}$  в ієрархії  $G$ ;  $M$  – система відношень переваг щодо впливу на інтегральний показник  $R_{TP}$  одних параметрів над іншими на одному рівні ієрархії.

Кількісна оцінка ризику відмови СТ здійснюється шляхом агрегування даних, які одержані для кожного рівня ієрархії із застосуванням OWA – оператора Ягера. Для

лінгвістичних змінних  $R_{Ci}$ ,  $R_{Vci}$  та  $R_{TP}$  множини функцій належності нечітких термів побудовані на основі стандартного 01 класифікатора із трикутними або трапеційдальними функціями належності. В залежності від виду ідентифікованого дефекту і стадії його розвитку не всі параметри  $C_i$ ,  $V_{Ci}$ ,  $R_{Ci}$ ,  $R_{Vci}$  ієрархії впливу в однаковій мірі впливають на ризик відмови СТ  $R_{TP}$ . Тому необхідне відповідне ранжування вказаних параметрів у відповідності з їх рівнями значущості щодо впливу на рівень ризику  $R_{TP}$ . Вагові коефіцієнти  $p_i$  впливу  $i$ -го параметра  $C_i$ ,  $V_{Ci}$  або факторів  $R_{Ci}$ ,  $R_{Vci}$  на загальний ризик  $R_{TP}$  у випадку, коли в системі  $G$  разом з перевагами входять відношення байдужості визначаються за правилом Фішберна:

$$K_{i-1} = \begin{cases} K_i, & F_{i-1} \approx F_i \\ K_{i+1}, & F_{i-1} \succ F_i \\ K_N = 1, & i = N \dots 2 \end{cases}, \quad p_i = \frac{K_i}{K}, \quad K = \sum_{i=1}^M K_i, \quad (4)$$

де  $\{F_i\}$  – множина вершин факторів впливу на ризик відмови силового трансформатора за наявності дефекту ( $C_i$ ,  $V_{Ci}$ ,  $R_{Ci}$ ,  $R_{Vci}$ ), що знаходиться на одному рівні ієрархії  $G$ ;  $N$  – відповідна кількість параметрів для одного рівня ієрархії.

В табл.2 представлені результати лінгвістичного моделювання оцінки ризику відмови Т-1 ТДТН-40000/110 на ПС 330/110 кВ "Жовтнева" за наявності дефекту на основі результатів ХАРГ.

Таблиця 2 – Результати лінгвістичного моделювання оцінки ризику відмови Т-1 ТДТН-40000/110 на ПС 330/110 кВ "Жовтнева" за наявності дефекту

Термін спотереження, днів	Дата проведення ХАРГ	$R_{Ci}$	$R_{Vci}$	$R_{TP}$	Класифікація технічного стану СТ
980	22.07.05	0,297	0,417	0,377	Норма з відхиленнями
1083	02.11.05	0,254	0,167	0,196	Норма
1257	25.04.06	0,249	0,217	0,227	Норма
1473	27.11.06	0,267	0,300	0,289	Норма

Виконано дослідження підходу для оцінки ризику відмови СТ за наявності дефекту та при КЗ в ЕЕС. Елементом СТ, який в найбільшій мірі піддається впливам з боку зовнішньої електричної мережі є обмотки. В першу чергу, це стосується КЗ, дія котрих в залежності від кількості і величини струмів КЗ в обмотках СТ може призвести до їх невідновлюваної відмови, а відмова СТ для ЕЕС є збуренням, яке може спричинити виникнення аварійної ситуації з можливим подальшим каскадним розвитком в ЕЕС.

Найбільш важливими показниками, котрі характеризують рівень технічного стану обмоток СТ є: зношення виткової ізоляції; небезпечні деформації, котрі викликані великими струмами наскрізних КЗ і пусками електродвигунів.

В умовах значної кількості факторів, що впливають на технічний стан СТ і складному характері розвитку деградаційних процесів в ізоляції обмоток задача визначення їх технічного стану є погано формалізуємою і потребує використання якісних оцінок. Необхідність використання як кількісної так і якісної вхідної інформації щодо технічного стану обмоток СТ і рівня збурень в ЕЕС та неможливість визначати

ризик відмови СТ при зовнішніх КЗ на основі аналітичних моделей потребує використання підходу, що ґрунтується на застосуванні експертних оцінок, теорії нечітких множин при побудові даних моделей відмов.

В якості вхідних лінгвістичних змінних нечіткої моделі оцінки ризику відмови СТ при зовнішніх КЗ у відповідності із запропонованим підходом використаємо наступні:  $DP$  – ступінь полімеризації ізоляції обмоток з термами  $A_1=\{L_1, M_1, B_1\}$ ;  $I_{KZ}$  – величина аварійного наскрізного струму КЗ, що проходить через обмотки СТ з термами  $A_2=\{L_2, M_2, B_2\}$ ;  $P_{KZ}$  – імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ з термами  $A_3=\{L_3, M_3, B_3\}$ , де  $L_i, M_i, B_i$  – "низьке", "середнє", "високе" значення параметрів СТ та електричної мережі відповідно.

В якості вихідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі прийнято ризик  $R_{KZ}$  відмови СТ при зовнішніх КЗ з термами  $A_4=\{VL_4, L_4, M_4, B_4, VB_4\}$ , де  $VL_4, L_4, M_4, B_4, VB_4$  – "дуже низьке", "низьке", "середнє", "високе", "дуже високе" значення ризику відмови СТ, відповідно. Сформовано функції належності вхідних і вихідної лінгвістичних змінних та створено базу правил нечіткої моделі для оцінки ризику відмови СТ при КЗ в зовнішній електричній мережі.

Розглянуто питання визначення імовірності струмів в обмотках СТ при КЗ в ЕЕС. На імовірність виникнення небезпечних струмів КЗ в обмотках СТ, викликаних КЗ в електричній мережі впливають наступні фактори: топологія зовнішньої мережі; рівень навантаження у вузлах енергосистеми; елемент мережі, який зазнає пошкодження; вид і місце КЗ; фаза, яка пошкоджується. Отримання розподілу імовірності струмів в обмотках СТ певної величини для оцінки ризику їх пошкодження при зовнішніх КЗ з урахуванням вищезазначених випадкових факторів можливе на основі статистичного моделювання стану ЕЕС з розглядаємим силовим трансформатором. В процесі експлуатації кожен елемент ЕЕС може знаходитись в режимах експлуатації або ремонту, а імовірність того, що об'єкт знаходиться на інтервалі часу в ремонті, доцільно характеризувати коефіцієнтом неготовності (простою).

Найбільша імовірність виникнення КЗ в електричних мережах високої напруги 110 – 750 кВ спостерігається на повітряних лініях електропередавання (ПЛ), і становить  $77,3 \div 91,44$  % від загальної кількості КЗ в ЕЕС. Складність задачі визначення місця виникнення КЗ на ПЛ потребує використання рівномірного розподілу як при визначенні ПЛ з КЗ так і місця розташування КЗ на ПЛ, якщо ПЛ не облаштована захисними тросами. Імовірність  $P_{LK}$  того, що на конкретній  $i$  – й ПЛ даного рівня напруги виникне КЗ визначається

$$P_{LK_j} = L_j / \sum_{j=1}^M L_j, \quad (5)$$

де  $L_j$  – довжина  $k$  – ї ПЛ;  $\sum_{j=1}^M L_j$  – сума довжин всіх ПЛ даного рівня напруги енергосистеми. ПЛ, на якій виникло КЗ визначається шляхом порівняння величини  $P_{LK_j}$  з рівномірно розподіленим випадковим числом  $P_{Kj}$  в діапазоні (0, 1) за умови пропорційності кількості КЗ по всій довжині ЛЕП. Визначення частки довжини пошкодженої ЛЕП, за умови, що місце виникнення КЗ на ЛЕП має рівномірно розподілену імовірність моделюється з допомогою рівномірно розподілених випадкових чисел  $p_{tk}$  між 0 та 1.

У більшості випадків на інтервалах спостереження  $\Delta t$  в межах однієї доби, місяця та навіть кварталу потік КЗ в енергосистемі можна вважати стаціонарним. Тоді імовірність

виникнення КЗ на інтервалі  $\Delta t$  за умови, що параметр потоку КЗ  $\omega_{KZ} = \text{const}$  визначається

$$P_{KZ}(\Delta t) = 1 - e^{-\omega_{KZ} \cdot \Delta t} \quad (6)$$

Попадання в процесі генерації випадкового числа при статистичному моделюванні в інтервал  $[0, P_{KZ}(\Delta t)]$ , за умови рівномірного розподілу кількості КЗ, свідчить про виникнення КЗ на заданому інтервалі спостереження  $\Delta t$ .

Імовірність виникнення певного виду КЗ  $p_{vid}$  в алгоритмі статистичного моделювання, визначається на основі отриманих статистичних даних по КЗ даної розглядаємої ЕЕС. Потужність навантаження у вузлах схеми енергосистеми  $S_{Hj}$  в процесі статистичного моделювання стану ЕЕС, якщо  $p_{SH}$  є випадковим рівномірно розподіленим числом між 0 та 1, визначається

$$S_{Hj} = S_{H \min} + (S_{H \max} - S_{H \min}) \cdot p_{SH} \quad (7)$$

На основі представленого підходу моделювання КЗ в зовнішній електричній мережі розроблено алгоритм визначення імовірності появи КЗ в діапазоні можливих значень струмів КЗ (рис.4).

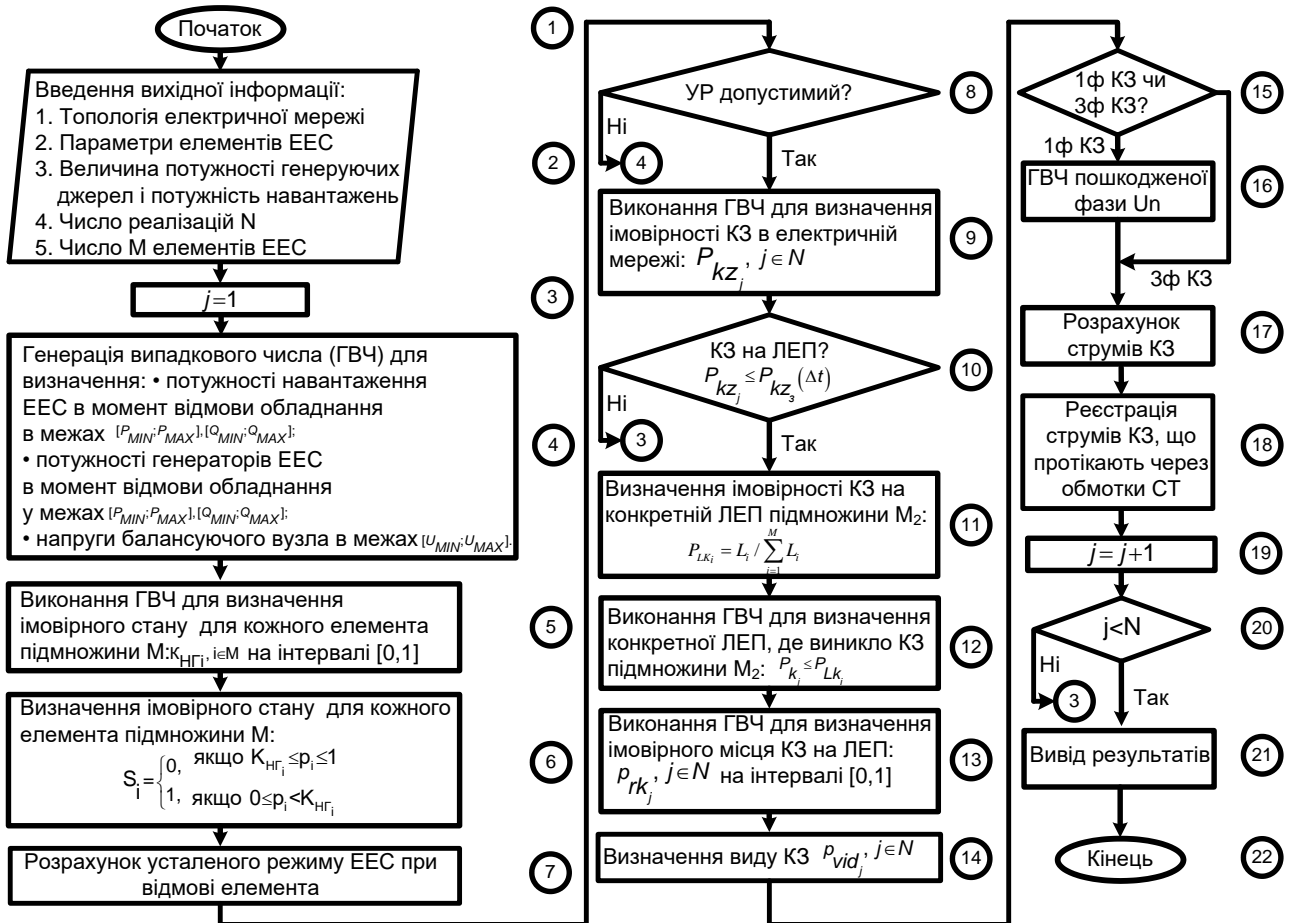


Рис. 4. Алгоритм визначення імовірності появи струмів КЗ

Перевага удосконаленої математичної моделі оцінки ризику можливої відмови СТ внаслідок пошкодження обмоток при наскрізному КЗ полягає в тому, що врахування оцінки технічного стану при моделюванні ризику відмови СТ за умови КЗ в зовнішній електричній мережі дозволяє визначати СТ в ЕЕС за найвищою імовірністю появи небезпечних струмів КЗ в обмотках СТ та формуванні превентивних рішень по їх

обмеженню.

З використанням отриманих лінгвістичних моделей виконано оцінку ризику відмови для групи СТ при зовнішньому короткому замиканні, зокрема для СТ типу ТДТН-16000/110 кВ встановленого на ПС «Кока-Кола». За результатами поточних випробувань на основі ХАРГ дефектів не було виявлено. Разом з цим зміна опору КЗ трансформатора  $\Delta Z_k$  у порівнянні з результатами попередніх вимірювань становить  $\Delta Z_k = 2\%$ . Тестове імовірісно-статистичне моделювання (рис.5) виконувалось на заданому інтервалі часу спостереження  $\Delta t = 1$  місяць з інтенсивністю потоку КЗ  $\omega_{kz}$  для весняно-літнього періода  $3,5 \text{ рік}^{-1}$ .

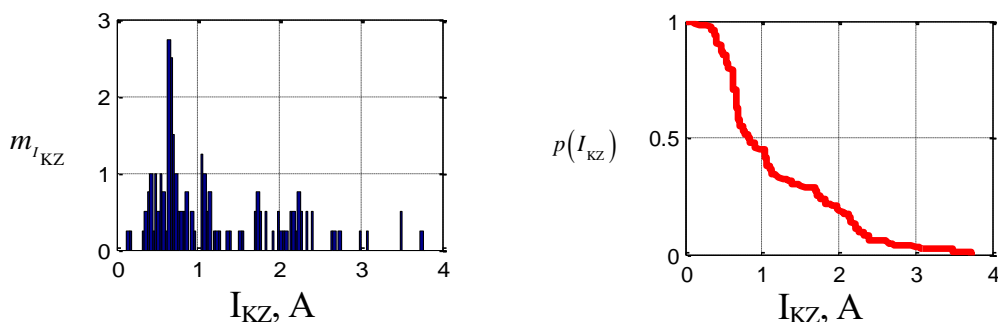


Рис. 5. Гістограми частот та функція розподілу імовірностей перевищення значень наскрізних струмів КЗ в обмотці ВН СТ при КЗ в зовнішній електричній мережі на заданому інтервалі часу спостереження  $\Delta t = 1$  місяць

Аналіз гістограми (рис.5) показує, що за результатами розрахунків імовірність виникнення максимального струму однофазного КЗ в обмотці ВН величиною  $3,507 \text{ кА}$  становить  $0,007$ , а струм, що має найбільшу відносну частоту  $m_{kz} = 1,94 \%$  дорівнює  $0,82 \text{ кА}$  з імовірністю перевищення цього значення  $0,501$ . При цьому визначене дефазифіковане значення ризику відмови СТ дорівнює  $0,447$  і характеризується як «середній рівень ризику відмови». На основі удосконаленої моделі СТ для оцінки ризику відмови внаслідок пошкодження обмоток при наскрізному КЗ в зовнішній електричній мережі розроблено програмний комплекс, який містить програмне забезпечення для оцінки ризику відмови СТ та програмний комплекс розрахунку стаціонарних і нестационарних режимів ЕЕС на базі програмного забезпечення DIgSILENT PowerFactory 14.

**У п'ятому розділі** вирішується задача визначення пріоритету виведення з експлуатації СТ на основі оцінки технічного стану та ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС. Проведено аналіз сучасних підходів щодо розробки методів і моделей оптимізації ТОіР, які знайшли найбільше застосування у вітчизняній та світовій практиці. Встановлено, що існуючі найбільш досконалі підходи щодо планування та оптимізації ТОіР ґрунтуються зазвичай на врахуванні фактичного технічного стану СТ, що визначається за допомогою засобів технічної діагностики, визначенні ризику відмови та наслідків їх відмови, пов'язаних з виконанням або невиконанням ТОіР. Разом з цим вони не враховують при прийнятті рішень щодо пріоритету планового або аварійного виведення з експлуатації СТ, схемно-режимні умови роботи та ризику порушення нормального режиму, можливого каскадного розвитку аварій зі значними технічними і економічними збитками. Обґрунтовано необхідність застосування

комплексного підходу для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при виведенні з експлуатації силових трансформаторів, що полягає у поєднанні визначення ризику відмови СТ в умовах невизначеності інформації, зовнішніх збурень із статистичним моделюванням режимів підсистем ЕЕС.

В кожній енергосистемі зазвичай є кілька варіантів можливих схем електричних з'єднань і складною багатокритеріальною задачею є вибір найкращого з них, тобто такого варіанту відключення будь-якого елемента, що призводить до найменшого порушення нормального режиму роботи ЕЕС та забезпечує найменший ризик розвитку аварійної ситуації в підсистемах ЕЕС. Враховуючи вищезазначене виникає задача вибору послідовності виведення окремих одиниць СТ з врахуванням вище зазначених особливостей і факторів. В якості показника або критерію при реалізації альтернативних рішень доцільно використовувати ризик зниження надійності електропостачання споживачів ЕЕС, внаслідок порушення динамічної стійкості при виведенні з експлуатації окремих СТ.

Розроблено комплексний підхід щодо визначення послідовності виведення з експлуатації СТ на основі аналізу оцінки технічного стану з використанням методу оптимізації Парето, що забезпечує вибір оптимального рішення щодо ранжування СТ за надійністю та методу статистичного моделювання Монте-Карло для отримання достовірної оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС на заданому інтервалі часу спостереження при відмовах СТ.

Процедура визначення пріоритетності виведення з експлуатації СТ складається з наступних кроків:

1. Формують відношення переваги  $R_j, (j = \overline{1, m})$  на множині альтернатив  $A$  та визначають їх функції належності

$$\mu_{R_j}(a_k, a_l) = \begin{cases} \mu_R(a_k, a_l) - \mu_R(a_l, a_k), & \text{якщо } \mu_{R_j}(a_k, a_l) > \mu_{R_j}(a_l, a_k), \\ 0, & \text{якщо } \mu_{R_j}(a_k, a_l) < \mu_{R_j}(a_l, a_k). \end{cases} \quad (8)$$

2. Будується згортка відношень  $R_j$  у вигляді перетину  $Q_1 = \bigcap_{j=1}^m R_j$  з функцією належності

$$\mu_{Q_1}(a_k, a_l) = \min_{j=\overline{1, m}}(\mu_{R_j}(a_k, a_l)), \quad k, l = \overline{1, m}, \quad (9)$$

де  $m$  – число альтернатив.

3. Визначається нечітка підмножина невідоміючих альтернатив в множині  $(A, \mu_{Q_1})$

$$\mu_{Q_1}^{HD}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_1}(a_i, a_j) - \mu_{Q_1}(a_j, a_i)). \quad (10)$$

4. Будується нечітке відношення  $Q_2$  (друга згортка вихідних відношень  $\{R_j\}$ ):

$$\mu_{Q_2}(a_i, a_j) = \sum_{j=1}^m \omega_j \cdot \mu_j(a_i, a_j), \quad \sum_{j=1}^n \omega_j = 1, \omega_j > 0, \quad j = \overline{1, n}, \quad (11)$$

де  $m$  – число критеріїв;  $\omega_j$  – коефіцієнти відносної важливості критеріїв.

5. Визначають нечітку множину невідоміючих альтернатив в множині  $(A, \mu_{Q_2})$  упорядкування альтернатив за ступенем їх невідоміючості

$$\mu_{Q_2}^{HD}(a_i) = 1 - \sup_{a_j \in A} (\mu_{Q_2}(a_i, a_j) - \mu_{Q_2}(a_j, a_i)). \quad (12)$$

6. Знаходять загальну множину невідомісних альтернатив (перетин  $Q_1^{HA} \cap Q_2^{HA}$  множин з функцією належності)

$$\mu^{HD}(a_i) = \min \{ \mu_{Q_1}^{HD}(a_i), \mu_{Q_2}^{HD}(a_i) \}. \quad (13)$$

7. Визначається найкраща альтернатива  $a^*$  з умови

$$\mu^{HD}(a^*) = \sup_{a \in A} \mu^{HD}(a). \quad (14)$$

На рис.6 представлена схема запропонованого методу, що дозволяє обґрунтовано адаптувати модель до реальних умов експлуатації СТ, об'єктивно ідентифікувати можливі дефекти, вибирати ефективні шляхи управління експлуатацією з врахуванням випадкового характеру відмови та стохастичного режиму роботи СТ.

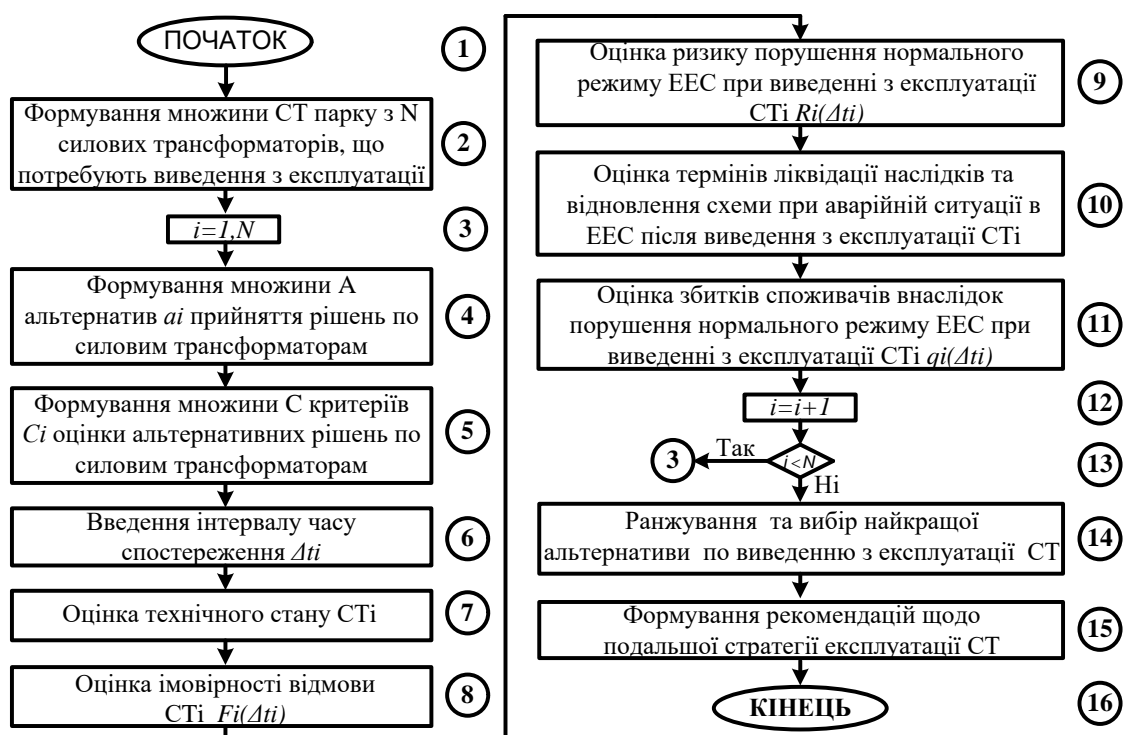


Рис. 6. Алгоритм визначення послідовності виведення з експлуатації силових трансформаторів на основі визначення ризику порушення нормального режиму в ЕЕС

Для синтезованої тестової схеми моделі ЕЕС (рис.7), яка є складнозамкненою, має обмежену пропускну здатність ЛЕП та спроектована для роботи при централізованому електропостачанні було виконано тестове моделювання для визначення кількісних показників ризику відмови СТ та порушення нормального режиму в підсистемі ЕЕС на заданому інтервалі  $\Delta t$ . В якості критеріїв, за якими оцінюється альтернативні рішення прийнято:  $C_1$  – імовірність відмови СТ на заданому інтервалі  $\Delta t$ ;  $C_2$  – ризик порушення динамічної стійкості системи при виведенні в ремонт або заміни СТ;  $C_3$  – ризик порушення електропостачання споживачів при виведенні в ремонт або заміни СТ. З використанням методу парних порівнянь Сааті та результатів експертного оцінювання важливості критеріїв визначено вагові коефіцієнти важливості критеріїв для кожного заданого інтервалу  $\Delta t$ .



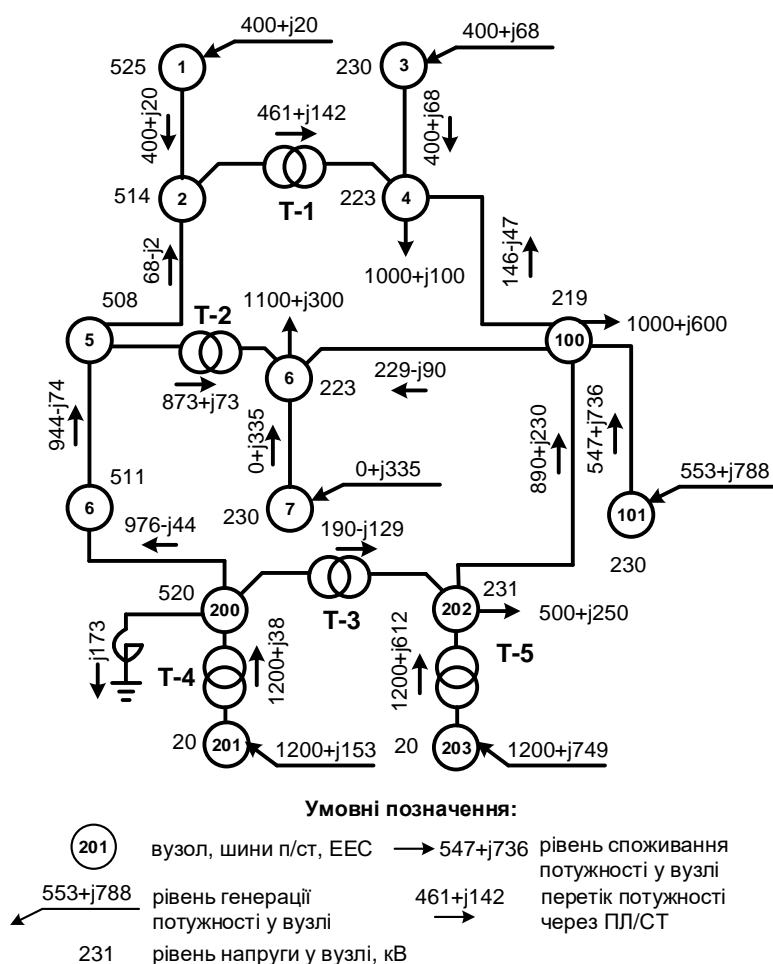


Рис.7. Тестова модель ЕЕС

спостереження представлені в табл. 3-4.

Таблиця 3 -Аналіз характеристик розподілу ризику порушення нормального режиму при виведенні з експлуатації СТ

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5
Термін експлуатації, р.	18	14	36	37	36
1. Імовірність відмови СТ $F(t)$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:					
I інтервал	0,00591157	0,0057638	0,0065834	0,0494645	0,0483331
II інтервал	0,00592236	0,0057713	0,006592	0,0498147	0,0487273
III інтервал	0,00592905	0,0057825	0,0067004	0,0500858	0,0489297
IV інтервал	0,00594181	0,00579	0,0067289	0,0504271	0,0493033
2. Ризик порушення динамічної стійкості ЕЕС $R_{DU}(\Delta t)$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:					
I інтервал	0,635	0,281	0,117	0,134	0,162
II інтервал	0,105	0,145	0,088	0,143	0,127
III інтервал	0,080	0,133	0,085	0,143	0,116
IV інтервал	0,271	0,151	0,104	0,134	0,151
3. Ризик порушення електропостачання споживача $R(\Delta t)$ на інтервалі спостереження $\Delta t = 3$ міс:					
I інтервал	0,025	0,02	0,018	0,005	0,004
II інтервал	0,011	0,008	0,001	0,001	0,001
III інтервал	0,010	0,07	0,003	0,001	0,001
IV інтервал	0,019	0,012	0,014	0,006	0,005

За результатами діагностування СТ з використанням удосконаленої математичної моделі СТ за результатами ХАРГ не було ідентифіковано дефектів із суттєвим розвитком. Разом з цим, великий рівень загального спрацьованого ресурсу СТ зі значним терміном експлуатації збільшує ризик відмови СТ. Сформовано множину А альтернатив прийняття рішень  $a_1-a_5$ , що відповідають виведенню з роботи для ремонтного обслуговування або заміни новим  $T_1-T_5$  відповідно.

Результати моделювання визначення оптимального варіанту рішення виводу СТ з експлуатації за критеріями  $C_1-C_3$  оцінки альтернативних рішень для I–IV інтервалів часу

Таблиця 4 – Результати визначення найкращої альтернативи виведення з експлуатації СТ  $\mu_Q^{HD}(a_i)$  на заданому інтервалі спостереження  $\Delta t=3$  міс.

Найменування параметрів	Вибірка силових трансформаторів підсистеми ЕЕС, які пропонуються до виводу з експлуатації				
	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5
I інтервал	0	0	1,0	0,57534	0
II інтервал	0	0	1,0	0,50534	0,50531
III інтервал	1,0	0	0,54937	0	0
IV інтервал	0	0	1,0	0	0

Аналіз отриманих результатів табл. 3-4, зокрема для СТ T-1, показує, що виведення з експлуатації на I інтервалі характеризується високим рівнем загального ризику порушення динамічної стійкості ЕЕС  $R_{DU}(\Delta t)=0,635$ , а найефективнішим превентивним рішенням на III інтервалі по зниженню ризику порушення динамічної стійкості буде альтернатива  $a_1$  зі ступеню  $\mu_Q^{HD}(a_1)=1,0$ , що рекомендує вивести T-1 з експлуатації, а на інших домінує виведення T-3 з експлуатації.

Результати виконаних досліджень засвідчили, що моделювання режимів ЕЕС для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів по запропонованим моделям підтверджують високу збіжність з реальними ситуаціями, що мали місце при реальній експлуатації електричних мереж енергокомпаній.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне науково-практичне завдання, що полягає в розробці і удосконаленню методів та математичних моделей силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів в умовах невизначеності вихідної інформації. Виконані дослідження дозволяють зробити наступні висновки:

1. Проведений аналіз умов функціонування та статистики пошкоджуваності силових трансформаторів дозволив встановити існування стійкої тенденції до підвищення аварійності і важкості режимів, внаслідок значного рівня зношеності і вичерпання ресурсу функціонування силових трансформаторів, недостатністю наявних систем моніторингу та обмеженості фінансових ресурсів для їх заміни, що потребує забезпечення ефективного діагностування та прийняття оптимальних рішень щодо стратегії їх експлуатації. На основі аналізу існуючих методів оцінки технічного стану встановлено, що найбільш ефективним методом діагностування технічного стану без виведення з експлуатації є хроматографічний аналіз розчинених газів. Дослідження підходів щодо інтерпретації результатів хроматографічного аналізу розчинених газів показало доцільність застосування

лінгвістичного моделювання для ідентифікації дефектів в силових трансформаторах на основі теорії нечітких множин.

2. Удосконалено лінгвістичну математичну модель силових трансформаторів для оцінки технічного стану за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів, що ґрунтується на обробці діагностичної інформації на основі теорії нечітких множин та дозволяє ідентифікувати найбільш характерні типи дефектів, що розвиваються в силових трансформаторах без виведення з експлуатації.

3. На основі проведеного аналізу методів ідентифікації параметрів лінгвістичних моделей при розрахунково-експериментальних дослідженнях встановлено, що найбільш прийнятним методом, який забезпечує найменшу похибку ідентифікації оптимальних значень функцій належності лінгвістичної моделі є метод нелінійної оптимізації. Проведено лінгвістичне моделювання оцінки технічного стану силових трансформаторів за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів для однотипних силових трансформаторів підтверджує високу достовірність розпізнавання (до 97%) як факту наявності або відсутності дефекту, так і його види.

4. Удосконалено лінгвістичну математичну модель силових трансформаторів для оцінки ризику відмови за наявності дефекту та ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при збуреннях в зовнішній електричній мережі.

5. Запропоновано метод визначення пріоритету виведення з експлуатації силових трансформаторів, який на відміну від існуючих ґрунтується на врахуванні технічного стану, рівня надійності силових трансформаторів ЕЕС, і дозволяє знизити ризик порушення нормального режиму при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

6. Розроблено комплексний підхід для оцінки ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при аварійному або плановому виведенні з експлуатації силових трансформаторів, який ґрунтується на визначенні ризику відмови силових трансформаторів на основі оцінки технічного стану та імовірісно-статистичному моделюванні режимів ЕЕС в умовах невизначеності інформації щодо параметрів технічного стану і режиму підсистем ЕЕС.

7. На основі проведених в роботі досліджень створені програмні комплекси для оцінки технічного стану, ризику відмови силових трансформаторів за наявності дефекту та збуреннях в зовнішній електричній мережі, а також визначення кількісних показників ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС, що містять потужні підприємства-споживачі та електростанції з системою власних потреб, які підтвердили адекватність удосконалених математичних моделей і правильність прийнятих рішень.

8. Отримані результати в дисертаційній роботі перевірено на реально функціонуючих електроенергетичних об'єктах та впроваджено у ТОВ УК «Метрополія», ВАТ «Київхімволокно», а також при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри відновлюваних джерел енергії факультету електроенергетехніки та автоматики Національного технічного

університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Матеріали дисертаційної роботи викладено в таких опублікованих наукових працях:

1. Бардик Є.І., Костерев М.В., Вожаков Р.В., Болотний М.П. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2012. №2. С.83–87.

Особистий внесок: розробка нечіткої бази знань моделей ідентифікації дефектів в СТ із застосуванням результатів ХАРГ.

2. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Нечітке моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2013. С. 189–198.

Особистий внесок: розроблено нечітку базу знань математичної моделі СТ для оцінки ризику відмови за наявності дефекту та за умови короткого замикання в зовнішній електричній мережі.

3. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику порушення нормального режиму при відмовах електрообладнання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. Київ, 2014. №39. С. 13–20.

Особистий внесок: виконано моделювання та визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС з урахуванням статистики аварійних відключень і оцінок технічного стану СТ.

4. Бардик Є.І., Болотний М.П. Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. Кременчук, 2015. №5(94). С. 56–64.

Особистий внесок: розроблено алгоритм моделювання режимів ЕЕС для оцінки ризику відмови СТ та короткому замиканні в електричній мережі.

5. Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2017. Vol. 6/8 (90). P. 4–10. (включено до міжнародної наукометричної бази даних *Scopus*).

Особистий внесок: виконано вибір методу параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності нечіткої моделі СТ для оцінки технічного стану.

6. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. Київ, 2017. №6 (116). С. 27–37.

Особистий внесок: обґрунтовано метод параметричної ідентифікації оптимальних значень функцій належності нечіткої моделі СТ для оцінки технічного стану.

7. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. Vol. 3/8 (93). P. 6–15. (включено до міжнародної наукометричної бази даних *Scopus*).

Особистий внесок: проведено аналіз критеріїв ефективності управління експлуатацією СТ ЕЕС та оптимізаційних моделей ТОiP.

8. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a mathematical model for cost distribution of maintenance and repair of electrical equipment. *Eastern-european journal of enterprise technologies*. Kharkiv, 2018. Vol. 6/8 (96). P. 6–16. (включено до міжнародної наукометричної бази даних *Scopus*).

Особистий внесок: вибір методу та розробка алгоритму визначення послідовності виведення з експлуатації СТ на основі аналізу оцінки технічного стану.

9. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Імовірісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2016. С.105–109. (включено до міжнародної наукометричної бази даних *Index Copernicus*).

Особистий внесок: виконано моделювання режимів ЕЕС для оцінки ризику відмови СТ та короткому замиканні в електричній мережі.

10. Бардик Є.І. Нечіткі моделі оцінки і прогнозування ресурсу електрообладнання енергосистем / Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // Додаткові матеріали XII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття». Тези доповідей, 26-28 вересня 2011 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.505-507.

11. Бардик Є.І. Оцінка фактичного технічного стану силових трансформаторів за результатами діагностичного вимірювання опору короткого замикання / Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний // Додаткові матеріали XII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика XXI століття». Тези доповідей, 26-28 вересня 2011 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ, – С.507-510.

12. Бардик Є.І. Моделювання підсистем електроенергетичних систем для аналізу експлуатації при відмовах електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Болотний // Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті». Тези доповідей, 29-30 вересня 2016 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ – С.182-186.

13. Bolotnyi N. Electric Power System Simulation for Risk Assessment of Power Transformer Failure at an External Short-Circuit Fault / E. Bardyk, N. Bolotnyi // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering. May 29-June 2 2017, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv – P. 452-456. (включено до міжнародної наукометричної бази даних *Scopus*).

14. Болотний М.П. Моделювання підсистем електроенергетичних систем для аналізу експлуатації при відмовах силових трансформаторів // Матеріали ХІХ міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті». Тези доповідей, 26-28 вересня 2018 р. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», Кафедра відновлюваних джерел енергії, Київ – С. 128-132.

## АНОТАЦІЯ

**Болотний М.П. Удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем.** – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи. – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Міністерства освіти і науки України, Київ, 2019.

Дисертаційна робота присвячена розв’язанню актуальної задачі розробки математичного та програмного забезпечення для визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС при виведенні з експлуатації силових трансформаторів.

Використання запропонованих методів, математичних моделей і програмного забезпечення здатне значно підвищити надійність функціонування підсистем ЕЕС та власних потреб електростанції за рахунок:

- підвищення достовірності визначення технічного стану силового трансформатора та ризику його відмови, що дає можливість своєчасно приймати обґрунтовані рішення щодо подальшої стратегії експлуатації на заданому інтервалі часу;

- зниження ризику порушення нормального режиму в підсистемах ЕЕС та системах електропостачання власних потреб станції.

**Ключові слова:** відмова, електрообладнання, електростанція, надійність, нечітка логіка, оцінка ризику, ризик-менеджмент, силовий трансформатор.

## ABSTRACT

**Bolotnyi N.P. Improvement of mathematical models for rating power transformer technical condition to increase the reliability of emergency risk assessment on subsystems of electric power system.** – On the rights of the manuscript.

The thesis submitted in fulfillment of the Candidate of Engineering Science (PhD) degree in technical sciences on specialty 05.14.02 – “Electric power stations, networks and systems”. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2019.

The thesis is devoted to the decision of the actual scientific and applied task of increasing the efficiency for subsystems functionality of electric power system by estimating the emergency risk under power transformers failures in conditions of incompleteness and uncertainty of information. The conducted researches allow to make the following conclusions:

1. Improved mathematical model of technical condition assessment for power transformer, unlike the existing ones, is based on the processing of diagnostic information by using fuzzy set theory and allows to identify defects without out of service by the results of chromatographic analysis of dissolved gases in transformer oil.

2. Improved mathematical model for failure risk assessment of power transformer, unlike the existing ones, on the basis of technical condition, allows to increase the reliability of determining the emergency risk in the subsystems of electric power systems under disturbances in the external power grid.

3. The complex approach for emergency risk assessment in subsystems of electric power systems under emergency or planned out of service of power transformers is developed, which, unlike the existing ones, is based on the failure risk assessment of power transformer and probabilistic-statistical simulation of the modes for electric power systems in conditions of incompleteness and uncertainty of information allows to increase the accuracy of emergency risk assessment violation in the subsystems of electric power systems.

4. The method of determining the priority of power transformers out of service is proposed, which, unlike the existing ones, takes into account technical condition, reliability level of power transformer for electric power systems, allows to form preventive solutions to reduce the emergency risk in case of emergency or planned out of service for power transformers.

The using of developed methods, mathematical models and software can significantly increase the subsystems reliability of electric power system and auxiliary systems of the power plant due to:

- to increase the reliability of the determination for technical condition of the power transformer and the its failure risk, which makes it possible to make well-informed decisions in a timely manner regarding the further operation strategy on given time interval;

- to perform a reliable assessment the failure probability of power transformers in electric power system and its ranking on reliability;

- to identify the most "weak" ones in the reliability of unit and the electrical equipment group;

- to make informed decisions about operation strategy of power transformers taking into account individual characteristics;

- to reduce an emergency risk situation in the subsystems of electric power system and the power supply systems of the auxiliary systems for the power

plant.

The obtained results of complex simulation of the electric power system state and technical condition of the electrical equipment give grounds to assert the possibility of software implementation of operation risk analysis of the electric power system for power supply companies.

**Key words:** failure, electrical equipment, power plant, reliability, fuzzy logic, risk assessment, risk management, power transformer.

## АННОТАЦИЯ

**Болотный Н.П. Совершенствование математических моделей оценки технического состояния силовых трансформаторов для повышения достоверности определения риска нарушения нормального режима в подсистемах электроэнергетических систем.** - На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 - электрические станции, сети и системы. - Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского», Министерства образования и науки Украины, Киев, 2019.

Диссертация посвящена решению актуальной задачи разработки математического и программного обеспечения для определения риска нарушения нормального режима в подсистемах ЕЭС при выводе из эксплуатации силовых трансформаторов.

Использование предложенных методов, математических моделей и программного обеспечения способно значительно повысить надежность функционирования подсистем ЕЭС и собственных нужд электростанции за счет:

- повышение достоверности определения технического состояния силового трансформатора и риска его отказа, что дает возможность своевременно принимать обоснованные решения по дальнейшей стратегии эксплуатации на заданном интервале времени;

- снижение риска нарушения нормального режима в подсистемах ЕЭС и системах электроснабжения собственных нужд станции.

**Ключевые слова:** отказ, электрооборудование, электростанция, надежность, нечеткая логика, оценка риска, риск-менеджмент, силовой трансформатор.





Підписано до друку 28.10.2019 р. Формат 60х84/16. Папір офс.  
Гарнітура Times New Roman. Ум. друк. арк. 0,9. Наклад 150 пр.  
Зам. № 19-62

---

ТОВ «Альянт»  
Свідоцтво ДК № 6749 від 08.05.2019 р.  
08130, Київська обл., Києво-Святошинський р-н,  
с. Петропавлівська Борщагівка, вул. Соборна, 10-Г, прим. 201  
тел. (099) 980-14-97